

9. Щербаков А.А., Турбаков М.С., Дворецкас Р.В. Анализ эффективности применения методов увеличения нефтеотдачи месторождений Пермского Прикамья с трудноизвлекаемыми запасами // Нефтяное хозяйство, 2012. – №12. – С. 97 - 99.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ГЛУБИНЫ ПАРАФИНООБРАЗОВАНИЯ В СКВАЖИНАХ, ВСКРЫВАЮЩИХ ПАЛЕОЗОЙСКИЕ ОТЛОЖЕНИЯ

А.А. Серебрянников

Научный руководитель - доцент Ю.Н. Орлова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

С каждым днем число традиционных коллекторов, благоприятных для разработки углеводородов, становится все меньше и меньше, поэтому актуальность вовлечения в разработку трудноизвлекаемых запасов лишь растет. Палеозойские углеводороды залегают гораздо глубже и заключены, как правило, в карбонатных породах со сложной трещиноватой структурой. С одной стороны, такое геологическое строение коллектора облегчает процесс бурения скважин – с другой стороны, возрастает угроза прорывов воды и газа, поглощения бурового раствора, либо преждевременных поломок оборудования. Однако, перспектива извлечения, согласно подсчетам специалистов, порядка 780 млн тонн углеводородного сырья в Томской области заставляет искать решения проблем разработки палеозойских отложений.

Одной из серьезных проблем, с которой столкнулись нефтедобывающие компании Томской области, занимающиеся промышленной разработкой палеозойских коллекторов, является высокое содержание парафиновых соединений в нефти. Процесс подъема высокопарафинистой нефти на поверхность сопровождается кристаллизацией и выпадением асфальтосмолистопарафиновых отложений (АСПО) в подземном оборудовании, вследствие чего снижается продуктивность добывающих скважин. Основной причиной образования АСПО является снижение температуры потока жидкости, движущейся по стволу скважины, до температуры начала кристаллизации парафинов, при которой парафиновые соединения начинают выделяться из нефти и осаждаются на поверхности насосно-компрессорных труб и погружного оборудования. [1]

В настоящее время известно большое количество методов предупреждения, либо удаления уже образовавшихся АСПО (химические, физические, тепловые). [4] Однако, эффективность их применения зависит от правильного прогнозирования выделения парафиновых отложений из потока нефти. Под прогнозированием в данном случае понимается определение температуры кристаллизации парафинов и глубины выпадения их в стволе скважины. Методология, используемая в данной работе, связана с появлением трехфазного потока жидкости в скважине в результате появления в газированной жидкости кристалликов парафина. Двигаясь по стволу скважины в составе потока жидкости, частицы парафинов адсорбируются на внутренней поверхности насосно-компрессорных труб, образуя слой асфальтосмолистопарафиновых веществ. [2]

В работе [3] предлагается использовать формулу распределения температуры по стволу фонтанной скважины для прогнозирования глубины начала кристаллизации парафиновых соединений:

$$t(h) = t_{пл} - \frac{t_{пл}h}{H_{вдп}} \left[1 - \frac{(1 - 0,87e^{-0,003Q_m})\rho_{нд}}{\rho_{нпл}} \right] \quad (1)$$

Из уравнения (1) можно определить глубину начала кристаллизации парафинов в фонтанной скважине:

$$H_{кр} = H_{вдп} - \frac{(t_{пл} - t_{кр})H_{вдп}\rho_{нпл}}{t_{пл}[\rho_{нпл} - (1 - 0,87e^{-0,003Q_m})\rho_{нд}]} \quad (2)$$

где $t(h)$ – температура в скважине на глубине h , °C; $H_{кр}$ – точка начала кристаллизации парафина от устья, м; $t_{пл}$ – пластовая температура, °C; $t_{кр}$ – температура кристаллизации парафина, °C; Q_m – массовый дебит нефти, т/сут; $H_{вдп}$ – глубина верхних дыр перфорации, м; $\rho_{нпл}$ – плотность пластовой нефти, кг/м³; $\rho_{нд}$ – плотность дегазированной нефти, кг/м³.

За основу исследования было взято нефтегазоконденсатное месторождение Томской области, на котором выделено три объекта разработки, один из которых нефтяной и сложен породами доюрского фундамента, представленные двумя типами разрезов: карбонатными и эффузивно-карбонатными. Особенностью геологического строения данного объекта разработки является то, что он имеет сложную блоковую структуру, которая является совокупностью нескольких сообщающихся залежей и отдельно обособленных. Одной из причин выбытия добывающих скважин данного объекта в неработающий фонд является высокое содержание АСПО в оборудовании, зарастание НКТ и выкидных линий.

Так как температуру кристаллизации парафина для нефти рассмотренного месторождения в лабораторных условиях не определяли, для расчетов глубины начала кристаллизации парафинов в скважинах было взято среднее значение температуры кристаллизации парафинов по месторождениям-аналогам, расположенным в пределах Западной Сибири (30°C). Рассмотренный в ходе работы фонд добывающих скважин, в основном, представлен фонтанными скважинами, работающими на режиме истощения пластовой энергии. Система ППД на объекте разработки не организована, а единичные скважины, оборудованные электроцентробежными насосами (ЭЦН), было решено не учитывать при анализе в связи с небольшими периодами работы и многочисленными отказами.

По представленным в таблице результатам расчетов был построен график зависимости глубины начала кристаллизации парафинов в фонтанных скважинах, вскрывающих палеозойские отложения, от массового дебита нефти (Рис.), на котором можно увидеть ярко выраженную зависимость данных параметров: чем ниже массовый дебит нефти, тем раньше начинается парафинообразование в фонтанных скважинах. Проведя через все построенные

СЕКЦИЯ 11. СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

точки линию тренда и получив уравнение для полученной зависимости, был посчитан минимальный массовый дебит нефти, при котором в стволе скважины не будет происходить выпадение АСПО. Значение минимального массового дебита нефти составило 18 т/сут. В условиях рассматриваемого месторождения всего две фонтанных скважины работают с дебитом по нефти свыше 18 т/сут, поэтому можно с большой долей вероятности прогнозировать возникновение проблем с выпадением АСПО на всем действующем фонде скважин.

Таблица

Результаты расчетов глубины начала кристаллизации парафинов

№ Скважины	1	2	3	4	5	6	7	8
Массовый дебит нефти, т/сут	2,0	3,9	3,0	5,5	7,5	9,9	12,0	17,9
Глубина начала кристаллизации парафина от устья, м	218	202	200	168	142	112	81	2

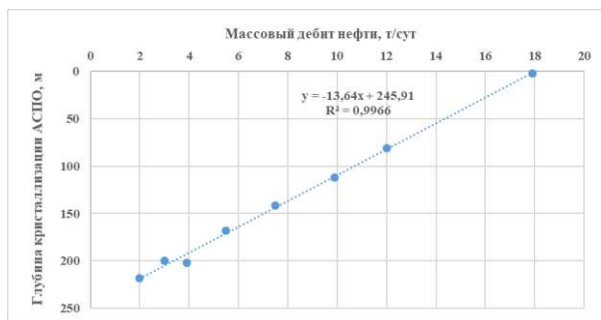


Рис. График зависимости глубины кристаллизации АСПО от массового дебита нефти

В итоге, для рассмотренного месторождения стоит рекомендовать комплекс методов борьбы с отложениями парафинов в нефтяных скважинах. Выбор конкретного метода должен быть основан на более тщательном и полном исследовании физико-химических свойств пласта и насыщающего его флюида в лабораторных условиях на специализированном оборудовании. Полученные в результате данной работы расчеты могут быть использованы при проектировании геолого-технических мероприятий на проблемном фонде скважин и при подготовке к выполнению комплекса работ по предупреждению или устранению выпадения АСПО. Полученная в работе зависимость массового дебита нефти от глубины начала кристаллизации

парафинов позволяет сделать экспресс-оценку о возможности выпадения АСПО на конкретной добывающей скважине. Значение глубины начала кристаллизации парафина может быть использовано при планировании работ по спуску скребков в стволы скважин, при химической обработке скважин ингибиторами парафиноотложений, либо при тепловом воздействии на отложения специальными нагревателями.

Литература

1. Белкина С.А., Нагаева С.Н. Причины образования асфальтосмолопарафинистых отложений в НКТ // Вестник Югорского государственного университета. – 2016. - №3. – С. 7-11
2. Деева Т.А., Камартинов М.Р., Кулагина Т.Е., Шевелев П.В. Современные методы разработки месторождений на поздних стадиях. – Томск, 2006. – 286 с.
3. Мищенко И.Т., Сахаров В.А., Грон В.Г., Богомольный Г.И. Сборник задач по технологии и технике нефтедобычи. – М.: Недра, 1984. – 272 с.
4. Персиянцев М.Н. Добыча нефти в осложненных условиях. – ООО «НедраБизнесцентр», 2000. – 653 с.

ПРИМЕНЕНИЕ ТЕХНОЛОГИИ FRAC&PACk НА МЕСТОРОЖДЕНИИ «Х» О. САХАЛИН

Д.Ч. Син, А.Н. Пастухов

Научный руководитель - доцент М.В. Мищенко

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Аннотация. Одним из факторов, который осложняет эксплуатацию скважин является содержание механических примесей в пластовом флюиде. Проблема выноса вместе с нефтью механических примесей имеет место во многих нефтедобывающих регионах России и зарубежные стран. В таких условиях резко сокращается межремонтный период скважинного оборудования.

Добыча песка на месторождении «Х» повреждает нефтепромысловое оборудование и создает скважинные пустоты. Кроме того, когда твердые материалы достигают поверхности, они должны быть отделены от жидкости и утилизированы. Сложность состоит в том, чтобы свободные твердые тела не отделялись и не влияли на продуктивность скважины. В прошлом, методы заканчивания скважин с пескопроявлением обычно ограничивали продуктивность. Для решения этой проблемы появились новые технологии, многие из которых находят применение на Ближнем Востоке и в Азии.

Углеводороды, полученные из плохо укрепленных резервуаров, могут содержать мелкие тела, такие как глины и песок. Установка оборудования для контроля песка без влияния на продуктивность, регулирования потока и извлечение полезных ископаемых является сложной и дорогостоящей задачей. Однако затраты на ремонт очень высоки особенно для глубоководных скважин. На месторождении «Х» необходимо применение надежных методов контроля песка в скважинах, метод Frac&Pac (рис.) обеспечивает эффективное решение.